

DIN EN ISO 3421

ICS 75.180.10

Einsprüche bis 2021-08-04

Entwurf

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Bohr- und Förderausrüstung –
Offshore-Leiterauslegung, Setztiefe und Einbau (ISO/DIS 3421:2021);
Englische Fassung prEN ISO 3421:2021**

Petroleum and natural gas industries –
Drilling and production equipment –
Offshore conductor design, setting depth, and installation (ISO/DIS 3421:2021);
English version prEN ISO 3421:2021

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2021-06-04 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an noeg@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG), 10772 Berlin oder Saatwinkler Damm 42/43, 13627 Berlin.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 49 Seiten

DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG)

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (prEN ISO 3421:2021) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ erarbeitet, dessen Sekretariat von NEN (Niederlande) gehalten wird.

Das zuständige deutsche Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 109-00-01-04 AK „Bohr- und Fördereinrichtungen — Spiegelausschuss zu ISO/TC 67/SC 4“ im DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG).

Dieses Dokument enthält unter Berücksichtigung des DIN-Präsidialbeschlusses 1/2004 nur die englische Originalfassung von prEN ISO 3421:2021.

Für die in diesem Dokument zitierten Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

ISO 19900	siehe	DIN EN ISO 19900
ISO 19901-1	siehe	DIN EN ISO 19901-1
ISO 19901-4	siehe	DIN EN ISO 19901-4
ISO 19901-8	siehe	DIN EN ISO 19901-8
ISO 19902	siehe	DIN EN ISO 19902

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Begriffe, Abkürzungen und Symbole

Die Benummerung der folgenden Begriffe ist identisch mit der Benummerung in der englischen Fassung.

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>

3.1

Tragfähigkeit

Vermögen eines Schutzrohres, vertikalen Einwirkung ohne Bodenversagen zu widerstehen

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Tragfähigkeit kann auf der Grundlage der Dauer der Wechselwirkung zwischen Schutzrohr und Boden in anfängliche Tragfähigkeit, Echtzeit-Tragfähigkeit und endgültige Tragfähigkeit unterteilt werden. Die anfängliche Tragfähigkeit bezieht sich auf die Tragfähigkeit unmittelbar nach dem Einbau, die Echtzeit-Tragfähigkeit bezieht sich auf die Tragfähigkeit nach einem bestimmten Zeitraum und die endgültige Tragfähigkeit bezieht sich auf die Tragfähigkeit, wenn der Boden seine Festigkeit vor der Störung wiedererlangt.

3.2

Schutzrohr

äußerstes Futterrohr und Gründung von Offshore-Öl- und Gasbohrungen

3.3

Entwurfssituation

Bemessungssituation

Satz von physikalischen Bedingungen, für die das *Schutzrohr* (3.2) verifiziert ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Entwurfssituationen, die typischerweise behandelt werden, sind betriebliche Entwurfssituationen, die während des Einbaus und des normalen Gebrauchs des Schutzrohres auftreten, und außergewöhnliche Entwurfssituationen, die während des Gebrauchs des Schutzrohres selten auftreten. Außergewöhnliche Entwurfssituationen umfassen Überlebensbedingungen, z. B. die Noteinkapselungsbedingung für ein Unterwasser-Bohrlochkopf-Schutzrohr.

3.4

effektives Gewicht

Gewicht in Meerwasser oder Bohrflüssigkeit

3.5

Metoocean-Einwirkung

meteorologisch-ozeanische Einwirkung

Wirkung von Wind, Wellen und Strömung auf ein Schutzrohr

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Bestimmung dieser Wirkungen schließt gegebenenfalls den Einfluss von Wasseranstieg, Gezeiten, Wogen und verwandter Vorgänge ein.

3.6

Meeresgrund

Materialien unter dem Meeresboden wie Sand, Schluff oder Ton, zementierte Materialien oder Gestein

[QUELLE: ISO 19901-4:2016, 3.15]

3.7

Meeresboden

Grenzbereich zwischen Meer und Meeresgrund

[QUELLE: ISO 19901-4:2016, 3.16]

3.8

Absetzteufe

Einbauteufe

Einbringtiefe in den Meeresgrund

vertikale Tiefe vom Meeresboden bis zum Schutzrohrschuh

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine minimale Absetzteufe wird festgelegt, um eine ausreichende Tragfähigkeit zu bieten, um die Formationsintegrität am Schutzrohrschuh während der Oberflächenbohrphase sicherzustellen.

3.9

undräßnierte Scherfestigkeit

Kohäsion des undräßnierten Bodens

maximale Scherfestigkeit unter undräßnierten Bedingungen

4 Abkürzungen und Symbole

4.1 Abkürzungen

APB Anstieg des Ringraumdrucks (en: annulus pressure build-up)

BHA (unterer Teil der) Bohrgarnitur (en: bottom hole assembly)

BOP Bohrlochsicherung (en: blowout preventer)

WOB Bohrmeißelandruck (en: weight on bit)

WOC Aushärtungsdauer von Zement (en: wait on cement)

4.2 Symbole für die Auslegung des Schutzrohres

A	Querschnittsfläche des Schutzrohres
C_m	Momentenminderungsbeiwert
D	Außendurchmesser des Schutzrohres
D_R	eine dimensionslose Zahl
E	Youngsches Elastizitätsmodul
E_e	außergewöhnliche quasistatische meteorologisch-ozeanische Einwirkung aufgrund von Wind, Wellen und Strömung
E_o	meteorologisch-ozeanische Einwirkung aufgrund von vom Eigentümer festgelegten Betriebsparametern für Wind, Wellen und Strömung
F_d	mit Beiwerten versehene Bemessungseinwirkungen
f_b	repräsentative Biegefestigkeit
f_c	repräsentative axiale Druckfestigkeit
f_e	Knickfestigkeit nach Euler
f_v	repräsentative Scherfestigkeit
f_y	repräsentative Streckgrenze
G	ständige Einwirkung
I	Trägheitsmoment des Querschnitts des Schutzrohres
K	Beiwert für die effektive Länge
K_{LE}	ortsbezogener Erfahrungsfaktor
L	unverspannte Länge des Schutzrohres
L_f	berechnete (ermüdungsbedingte) Lebensdauer
M	maximales Biegemoment auf den Querschnitt aufgrund mit Beiwerten versehener Einwirkungen
N_i	Anzahl der Schwingspiele bis zum Versagen bei der Spannungsschwingbreite bei konstanter Amplitude
n_i	Anzahl der Schwingspiele bei der Spannungsschwingbreite
Q_{th}	thermische Einwirkung des Anstiegs des Ringraumdrucks (APB)
r	Trägheitsradius des Schutzrohres
T	Zeitraum, über den die Summe nach Palmgen und Miner bestimmt wurde
t	Wanddicke des Schutzrohres

U_m	Auslastung des Schutzrohres
V	Scherkraft aufgrund von mit Beiwerten versehenen Einwirkungen
Z_e	elastisches Widerstandsmoment
Z_p	plastisches Widerstandsmoment
σ_b	Biegespannung aufgrund von Kräften aus mit Beiwerten versehenen Einwirkungen
σ_c	axiale Druckspannung aufgrund von Kräften aus mit Beiwerten versehene Einwirkungen
τ_b	Scherspannung aufgrund von Kräften aus mit Beiwerten versehenen Einwirkungen
γ_G	Teilsicherheitsbeiwert für Einwirkungen bei ständigen Einwirkungen
γ_f	Teilsicherheitsbeiwert für Einwirkungen, dessen Wert die Unsicherheit oder Zufälligkeit einer Einwirkung angibt (nach ISO 19900)
γ_{FD}	Rechenbeiwert für Ermüdungsschäden
$\gamma_{R,b}$	Teilsicherheitsbeiwert für den Widerstand bezüglich der Biegefestigkeit
$\gamma_{R,c}$	Teilsicherheitsbeiwert für den Widerstand bezüglich der axialen Druckfestigkeit
$\gamma_{R,v}$	Teilsicherheitsbeiwert für den Widerstand bezüglich der Scherfestigkeit

4.3 Symbole für die Absetzteufe

A_s	Fläche der Seitenwand des Schutzrohres im Boden
D	Außendurchmesser des Schutzrohres
d_{mud}	Dichte der Bohrflüssigkeit (Bohrspülung) bezogen auf den Flächenabschnitt
F_{s1}, F_{s2}	Teilsicherheitsbeiwerte
F_{xial}	Axialkraft im Schutzrohr
F_{xsur}	während der Einbauphase der Ankerrohrfahrt auf das Schutzrohr aufgebraachte Axialkraft
F'_{xsur}	nach der Zementation der Ankerrohrfahrt auf das Schutzrohr aufgebraachte Axialkraft
F_{xBOP}	während der Einbauphase der BOP auf das Schutzrohr aufgebraachte Axialkraft
F_{xst}	während der Einbauphase nachfolgender Verrohrungen und des Steigrohrs auf das Schutzrohr aufgebraachte Axialkraft
F_{xwt}	in der Einbauphase von Bohrlochkopf und Eruptionskreuz auf das Schutzrohr aufgebraachte Axialkraft
F_{xcap}	in der außergewöhnlichen Entwurfssituation auf das Schutzrohr aufgebraachte Axialkraft
$f(z)$	Mantelreibung

G_{con}	effektives Eigengewicht des Schutzrohres
g	Erdbeschleunigung
H	Absetzteufe für ein durch Spülbohren eingebrachtes Schutzrohr (Einspül-Schutzrohr)
h_{min}	minimale Absetzteufe des Schutzrohres, das die Funktion des Umströmkanals erfüllt
K_{con}	axiale Steifigkeit des Schutzrohres
K_{cs}	axiale Steifigkeit der gekoppelten Gründung, bestehend aus der Ankerrohrfahrt und dem Schutzrohr
K_{sys}	Steifigkeit des mit dem Bohrloch gekoppelten Systems, bestehend aus allen Verrohrungen und dem Schutzrohr
L_a	Länge des Schutzrohres über dem Meeresboden
N_{load}	auf ein Einspül-Schutzrohr aufgebrachte Axialkraft
P_f	Boden-Rissbildungsdruck am Schutzrohrschuh
P_l	Ringdruckverlust von Bohrflüssigkeit
P_{mud}	Bohrspülungsdruck am Schutzrohrschuh während des Bohrens im Flächenabschnitt
Q	axiale Tragfähigkeit für ein durch Rammen oder Bohren eingebrachtes Schutzrohr
Q_f	Mantelreibungswiderstand für ein durch Rammen oder Bohren eingebrachtes Schutzrohr
Q_t	Echtzeit-Tragfähigkeit für das Schutzrohr nach dem Spülbohren
Q_0	anfängliche Tragfähigkeit direkt nach dem Spülbohren
Q_{setup}	Echtzeit-Tragfähigkeitskorrektur für ein durch Spülbohren eingebrachtes Schutzrohr
R	Konstruktionssicherheitsbeiwert der Tragfähigkeit des Schutzrohres
S	Auslastungsgrad von WOB
Su_{ave}	mittlere undrained Scherfestigkeit des Bodens innerhalb des Bereichs der Absetzteufe
W_{BHA}	effektives Gewicht der Spülbohrgarnitur
W_{BOP}	effektives Gewicht von BOP
W_{cap}	effektives Gewicht der Einkapselungseinrichtung
W_{con}	effektives Gewicht des Schutzrohres
W_{land}	effektives Gewicht der Ankerrohrfahrt im zementierten Zustand
W_{RT}	effektives Gewicht des Einbauwerkzeugs (Setzgeräts)
W_{sur}	während der Zementation auf das Schutzrohr aufgebrachtes effektives Gewicht der Ankerrohrfahrt

W_{squ}	effektives Gewicht nachfolgender Verrohrungen nach der Zementation
W_{tub}	effektives Gewicht des Steigrohres
W_{TR}	effektives Gewicht des Eruptionskreuzes
W_{WH}	effektives Gewicht des Bohrlochkopfs
WOB_{last}	Bohrmeißelandruck direkt nach dem Spülbohren
W_1	Gewicht der Ankerrohrfahrt in Luft
W_2	Gewicht des Zementierstrangs in Luft
W_3	Gewicht des Fluids innerhalb der Ankerrohrfahrt
W_4	Gewicht des Fluids innerhalb des Zementierstrangs
W_5	Gewicht des durch die Verrohrungsgarnitur verdrängten Fluids
α_1	Verteilungskoeffizient für das effektive Gewicht der BOP
α_2	Verteilungskoeffizient für das effektive Gewicht der nachfolgenden Verrohrungen und des Steigrohrs
δ	Stoßbeiwert für die Auswirkung einer Pfahlgruppe
$\Delta\alpha_t$	Korrekturbeiwert für die Bodentragfähigkeit

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 19900, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Allgemeine Anforderungen an Offshore-Bauwerke*

DIN EN ISO 19901-1, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen — Teil 1: Grundsätze für die Auslegung und den Betrieb auf dem offenen Meer*

DIN EN ISO 19901-4, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen — Teil 4: Geotechnische und Fundament-Auslegungsmerkmale*

DIN EN ISO 19901-8, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen — Teil 8: Meeresbodenuntersuchungen*

DIN EN ISO 19902, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Gegründete Stahlplattformen*

Contents

Page

Foreword	v
Introduction	vi
1 Scope	1
2 Normative references	1
3 Terms and definitions	2
4 Abbreviated terms and symbols	3
4.1 Abbreviated terms	3
4.2 Symbols for conductor design	3
4.3 Symbols for setting depth	4
5 General requirements	6
5.1 General	6
5.2 Contents	6
5.2.1 Basic data	6
5.2.2 Conductor design	6
5.2.3 Setting depth	7
5.2.4 Installation requirements	7
5.3 Design situations	7
5.3.1 General	7
5.3.2 Operational design situations	7
5.3.3 Extreme design situations	8
5.4 Use of this document	8
6 Basic data	8
6.1 General	8
6.2 Metocean and ice parameters	8
6.3 Soil parameters	8
6.4 Engineering design parameters	9
6.4.1 Platform parameters	9
6.4.2 Drilling, completion and production design parameters	9
7 Conductor design	10
7.1 General	10
7.2 Actions	10
7.2.1 General	10
7.2.2 Permanent actions (<i>G</i>)	10
7.2.3 Metocean and ice actions	11
7.2.4 Thermal annulus pressure build-up action	11
7.3 Factored actions	11
7.4 Boundary restraints	12
7.4.1 General	12
7.4.2 Platform conductors	12
7.4.3 Jack-up supported conductors	12
7.4.4 Free-standing conductors	12
7.4.5 Subsea wellhead conductors	13
7.5 Strength and stability checks	13
7.5.1 Design method	13
7.5.2 Axial compression	13
7.5.3 Bending	14
7.5.4 Shear	15
7.5.5 Combined stress	16
7.6 Fatigue	16
8 Setting depth	17
8.1 General	17

8.2	Setting depth for drilling fluid circulation channel.....	17
8.3	Setting depth for wellbore foundation bearing structure	18
8.3.1	General.....	18
8.3.2	Installation by driving or drilling/cementing.....	18
8.3.3	Installation by jetting.....	22
9	Installation.....	24
9.1	General.....	24
9.2	Driving.....	24
9.2.1	Applicability.....	24
9.2.2	Driveability analysis.....	24
9.2.3	Installation procedures.....	24
9.2.4	Data documentation	25
9.3	Drilling/cementing.....	25
9.3.1	Applicability.....	25
9.3.2	Size match of bit and conductor	25
9.3.3	Wait on cement.....	26
9.4	Jetting.....	26
9.4.1	Applicability.....	26
9.4.2	Size match of bit and conductor	26
9.4.3	Jetting bottom hole assembly	26
9.4.4	Jetting operating parameters.....	27
9.4.5	Installation quality requirements.....	27
Annex A (informative) Calculation methods for fracture pressure of seabed soil		28
Annex B (informative) Calculation methods for ultimate bearing capacity of seabed soil		30
Annex C (informative) Installation sequence for platform conductors when driving.....		33
Annex D (informative) Calculation of bit stick out when jetting		35
Bibliography		37

Foreword

ISO (the International Organization for Standardization) is a worldwide federation of national standards bodies (ISO member bodies). The work of preparing International Standards is normally carried out through ISO technical committees. Each member body interested in a subject for which a technical committee has been established has the right to be represented on that committee. International organizations, governmental and non-governmental, in liaison with ISO, also take part in the work. ISO collaborates closely with the International Electrotechnical Commission (IEC) on all matters of electrotechnical standardization.

The procedures used to develop this document and those intended for its further maintenance are described in the ISO/IEC Directives, Part 1. In particular, the different approval criteria needed for the different types of ISO documents should be noted. This document was drafted in accordance with the editorial rules of the ISO/IEC Directives, Part 2 (see www.iso.org/directives).

Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this document may be the subject of patent rights. ISO shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights. Details of any patent rights identified during the development of the document will be in the Introduction and/or on the ISO list of patent declarations received (see www.iso.org/patents).

Any trade name used in this document is information given for the convenience of users and does not constitute an endorsement.

For an explanation of the voluntary nature of standards, the meaning of ISO specific terms and expressions related to conformity assessment, as well as information about ISO's adherence to the World Trade Organization (WTO) principles in the Technical Barriers to Trade (TBT), see www.iso.org/iso/foreword.html.

This document was prepared by Technical Committee ISO/TC 67, *Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries*, Subcommittee SC 4, *Drilling and production equipment*.

Any feedback or questions on this document should be directed to the user's national standards body. A complete listing of these bodies can be found at www.iso.org/members.html.

Introduction

This document is applicable to conductors utilized by the offshore petroleum and natural gas industries. It provides requirements and guidance on the design, setting depth, and installation of offshore conductors, without hindering innovation. Sound engineering judgment is necessary in the use of this document.

Conductor design addresses actions and action combinations, strength and stability checks, and fatigue analysis. Setting depth provides calculation methodologies for different installation methods. Installation addresses selection of the installation method, and of procedures and operation parameters.

Annex A provides calculation methods for fracture pressure of seabed soil.

Annex B provides calculation methods for ultimate bearing capacity of seabed soil.

Annex C provides a means to optimize platform conductor installation sequence when driving considering pile group effect.

Annex D provides a method for determining the bit stick-out when jetting.

Petroleum and natural gas industries – Drilling and production equipment – Offshore conductor design, setting depth, and installation

1 Scope

This document gives requirements for the design, setting depth and installation of conductors used by the offshore petroleum and natural gas industries. This document covers:

- design of the conductor, i.e. determination of the diameter, wall thickness, and steel grade;
- determination of the setting depth for three installation methods, namely, driving, drilling/cementing, and jetting;
- installation requirements for the installation methods, i.e. selection principles, operating procedures and parameters.

This document is applicable to:

- Platform conductors: installed through a guide hole in the platform drill floor and then through guides attached to the jacket at appropriate intervals through the water column to support the conductor withstand metocean actions and prevent excessive displacements.
- Jack-up supported conductors: a temporary conductor used only during drilling operations, which is installed by a jack-up drilling rig. In some cases, the conductor is tensioned by tensioners attached to the drilling rig.
- Free-standing conductors: a self-supporting caisson in cantilever mode installed in shallow water, typically depths of about 10 m to 20 m. It provides sole support for the well and sometimes supports a small access deck and boat landing.
- Subsea wellhead conductors: a fully submerged conductor extending only a few metres above the seafloor.

This document does not apply to drilling risers.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

ISO 19900, *Petroleum and natural gas industries — General requirements for offshore structures*

ISO 19901-1, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 1: Metocean design and operating considerations*

ISO 19901-4, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 4: Geotechnical and foundation design considerations*

ISO 19901-8, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 8: Marine soil investigations*

ISO 19902, *Petroleum and natural gas industries — Fixed steel offshore structures*

API RP 16Q, *Design, Selection, Operation, and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- ISO Online browsing platform: available at <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>

3.1 bearing capacity

capacity of conductor to resist vertical action effects without soil failure

Note 1 to entry: Bearing capacity can be divided into initial bearing capacity, real-time bearing capacity and ultimate bearing capacity, based on the interaction time between the conductor and the soil. Initial bearing capacity refers to the capacity immediately after installation; real-time bearing capacity refers to the capacity after a period of time; and ultimate bearing capacity refers to the capacity when the soil recovers its strength before disturbance.

3.2 conductor

outermost casing and foundation of offshore oil and gas well

3.3 design situation

set of physical conditions for which the *conductor* (3.2) is verified

Note 1 to entry: The design situations typically addressed are operational design situations that occur during installation and normal use of the conductor, and extreme design situations that occur rarely during the use of the conductor. Extreme design situations include survival conditions, e.g. the emergency capping condition for a subsea wellhead conductor.

3.4 effective weight

weight in sea water or drilling fluid

3.5 metocean action

effect of wind, wave and current on a conductor

Note 1 to entry: The determination of these effects includes the influence of marine growth, tide, surge, and related processes, as appropriate.

3.6 seabed

materials below the seafloor, whether of soil such as sand, silt or clay, cemented materials or of rock

[SOURCE: ISO 19901-4:2016, 3.15]

3.7 seafloor

interface between the sea and the seabed

[SOURCE: ISO 19901-4:2016, 3.16]

3.8 setting depth

depth-into-seabed vertical depth from the seafloor to the conductor shoe

Note 1 to entry: A minimum setting depth is set to provide sufficient bearing capacity to ensure formation integrity at the conductor shoe during the surface drilling phase.

3.9

undrained shear strength

maximum shear strength in the undrained condition

4 Abbreviated terms and symbols

4.1 Abbreviated terms

APB annulus pressure build-up

BHA bottom hole assembly

BOP blowout preventer

WOB weight on bit

WOC wait on cement

4.2 Symbols for conductor design

A cross-sectional area of the conductor

C_m moment reduction factor

D outer diameter of the conductor

D_R a non-dimensional number

E Young's modulus of elasticity

E_e extreme quasi-static metocean action due to wind, waves and current

E_o metocean action due to owner defined operating wind, wave and current parameters

F_d factored design actions

f_b representative bending strength

f_c representative axial compressive strength

f_e Euler buckling strength

f_v representative shear strength

f_y representative yield strength

G permanent action

I moment of inertia of the conductor's cross-section

K effective length factor

K_{LE} local experience factor

L unbraced length of the conductor

L_f calculated fatigue life

M maximum bending moment on the cross-section due to factored actions